

87. Neste sentido, considerando as condições desafiadoras da concessão, conforme já apresentado, entende-se relevante que seja selecionado, entre os eventuais proponentes, um operador que tenha as condições técnicas e econômicas para adequar o serviço de distribuição aos padrões de eficiência regulatórios.

4.1. Mudanças Legislativas

88. Considerando as flexibilizações concebidas no âmbito da licitação ocorrida em 2018, e observando os déficits atuais que comprometeram a situação econômico-financeira, identificou-se as medidas listadas a seguir para permitir que novo concessionário tenha prazo para promover os ajustes operacionais necessários para criar as condições de sustentabilidade econômica e financeira da concessão, medidas essas que requerem, como ocorreu àquela ocasião, mudanças legislativas.

89. Importante frisar que tais medidas são necessárias independente da forma de escolha do novo concessionário, dado o cenário de insustentabilidade da concessão caracterizado nas seções anteriores.

4.1.1. Trajetória de Perdas Não Técnicas

90. O art. 4º da Lei nº 13.299, de 2016, incluiu o art. 4º-A na Lei nº 12.111, de 2009, e estabeleceu o nível regulatório de perdas da Amazonas Energia até o ano de 2025. Ocorre que a distribuidora não tem obtido êxito em reduzir o nível de perdas e, atualmente, o nível real de perdas não técnicas (com relação ao mercado faturado de baixa tensão) é de 119%, enquanto a trajetória regulatória definida por Lei se encontra em 64% e será reduzida para 52% em 2025. É necessário que a trajetória de perdas definida em Lei seja afastada e que seja permitido ao Poder Concedente e à ANEEL definir nível compatível com a readequação do serviço prestado por novo concessionário.

91. A título de exemplo, para as demais distribuidoras designadas, que não tiveram o nível regulatório de perdas definidos em Lei[25], a ANEEL discutiu na segunda fase da Audiência Pública nº 32/2017[26] o nível de flexibilização necessário para viabilizar o processo de licitação das concessões tendo definido, por meio da Resolução Homologatória nº 2.298/2017, que o nível regulatório seria elevado para a média entre o nível real e o regulatório anteriormente vigente, conforme figura a seguir.

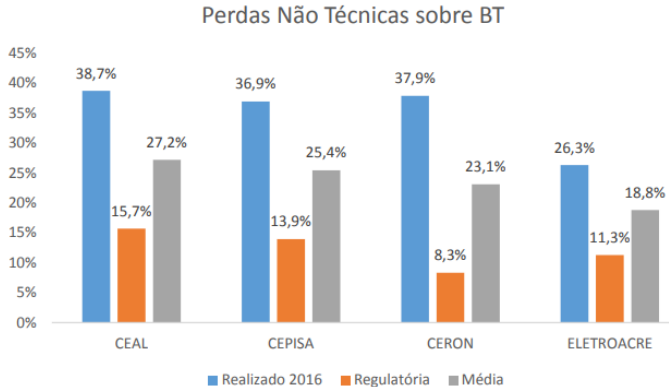


Figura 8: Flexibilização do nível regulatório de perdas das distribuidoras designadas[27]

92. A premissa empregada foi de que as flexibilizações deveriam permanecer nas tarifas por 5 anos e, portanto, até a primeira revisão tarifária ordinária posterior à assinatura dos novos contratos de concessão, de modo que o novo concessionário teria um ciclo tarifário para convergir para os referenciais regulatórios. Numa trajetória linear de redução, nos dois primeiros anos o novo concessionário ainda teria perdas não técnicas superiores às regulatórias, que se equivaleriam no terceiro ano e, nos dois últimos anos do ciclo tarifário, as perdas reais seriam inferiores às regulatórias, compensando as perdas que o novo concessionário obteve nos dois primeiros anos.

93. Para as demais distribuidoras designadas, a assunção por novo concessionário de fato resultou em melhoria de desempenho em relação às perdas não técnicas. Os novos concessionários têm tido sucesso em reduzir o nível de perdas não técnicas, conforme demonstrado na figura a seguir, que mostra a diferença entre os índices apurados em 2017, último ano antes dos processos licitatórios, e o ano de 2022.

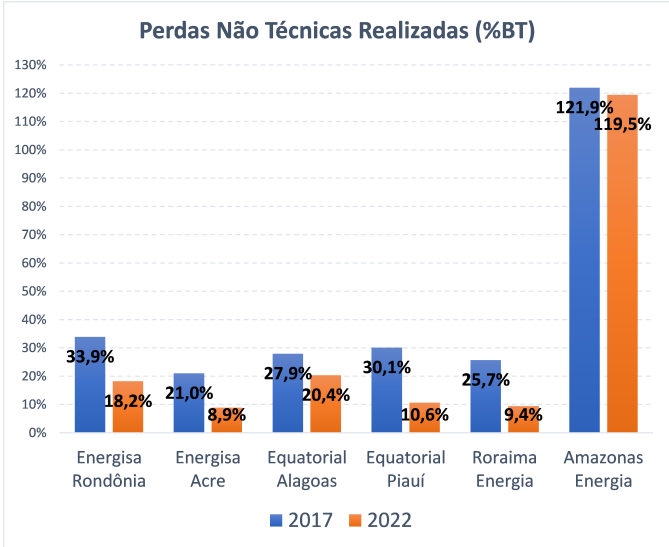


Figura 9: Comparação entre o nível de perdas não técnicas realizadas em 2017 e 2022

94. O modelo, portanto, tem sido bastante funcional e a contratação de novos concessionários tem contribuído com a redução de um dos principais problemas do setor elétrico, que são as fraudes e furtos de energia elétrica. No entanto, a Amazonas Energia não tem conseguido reduzir o nível de perdas, o que reforça a necessidade de que o novo concessionário tenha grande expertise no combate às perdas não técnicas, sobretudo porque o estado do Amazonas é considerado o segundo mais complexo para se combater perdas, atrás somente do Pará[28].

95. Nesse ponto, cabe a reflexão quanto à alocação dos custos de tais flexibilizações. Isso porque, embora faça parte de um debate mais amplo, as tarifas da Amazonas Energia estão entre as maiores do país, com forte impacto do reconhecimento tarifário das perdas não técnicas, com participação de 13,4% das tarifas residenciais, o maior entre todas as distribuidoras do país.

96. As medidas podem incluir, por exemplo, a previsão de reconhecimento, mediante Encargos Setoriais, de parte das flexibilizações, mantendo-se o incentivo para o combate às perdas por parte do novo concessionário, mas amenizando o impacto nas tarifas locais. Reforça-se que o reconhecimento de mais

perdas regulatórias nas tarifas da concessionária pode contribuir para agravar a situação, levando mais consumidores para a inadimplência ou irregularidade no consumo da energia, dada a limitada capacidade de pagamento dos consumidores naquele Estado.

4.1.2. Reembolso da CCC

97. A Medida Provisória nº 855, de 2018, permitiu carência de cinco anos, contados da assinatura do contrato de concessão, para a aplicação de parâmetros de eficiência econômica e energética e dos limites de reembolso previstos nos [§12](#) e §16 do art. 3º da Lei nº 12.111, de 2009.

98. O referido prazo se encerra em abril de 2024 e, conforme dados mostrados na seção de diagnóstico, a aplicação dos seus parâmetros impactaria em cerca de R\$ 1 bilhão por ano a geração de caixa da distribuidora, o que agravaria a situação de desequilíbrio econômico-financeiro, inviabilizando a assunção por novo concessionário.

99. É, portanto, necessária previsão legal para que o reembolso da CCC ocorra de forma a permitir o reequilíbrio da concessão após a transferência do controle ou assunção de novo concessionário, ou seja, sem a aplicação das glosas correspondentes ao fator de corte (perdas reais no consumo de energia acima das perdas regulatórias). Com relação aos limites de eficiência na geração, se recomenda voltar a aplicá-los após o período necessário à recuperação da concessão.

4.1.3. Demais parâmetros regulatórios

100. A flexibilização dos custos operacionais regulatórios se deu no âmbito do regime de designação de que trata o art. 9º da Lei nº 12.783, de 2013, tendo sido definida pelo Poder Concedente por meio da Portaria nº 346, de 2016, e constado do Contrato de Concessão objeto do Edital de Licitação de privatização da Amazonas Energia.

101. A flexibilização permanece nas tarifas até a primeira revisão tarifária periódica após a assinatura do novo Contrato de Concessão, o que ocorrerá em maio de 2024. Ocorre que, atualmente, a distribuidora opera com custos próximos aos reconhecidos com as flexibilizações, de modo que se faz necessário que a Lei permita a permanência desse nível de custos operacionais, além da readequação de outros parâmetros regulatórios, como receitas irrecuperáveis, por um prazo suficiente para que o novo controlador ou novo concessionário tenha condições de trazer os níveis reais para níveis considerados eficientes.

4.1.4. Sobrecontratação

102. A Amazonas Energia também possui uma questão referente à sobrecontratação de energia da empresa, a qual resulta, em parte, dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica – CCVEs, relativos à comercialização da energia proveniente dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – PIEs de Manaus [UTE Cristiano Rocha (85,38 MW), UTE Tambaqui (93,046 MW), UTE Manaura (68,304 MW), UTE Jaraqui (75,477 MW) e UTE Ponta Negra (85,38 MW)], totalizando 407,507 MW de capacidade instalada, conforme Figura 10 abaixo, formalizados entre a distribuidora e a antiga Amazonas GT.

Usina	Processo de Outorga	CEG	Proprietário	Potência (kW)	Contrato de Compra de GN	Custo médio mensal declarado (Mi R\$)
UTE Ponta Negra	48500.004044 /2005-37	UTE.GN.AM.029 361-0.02	Gera Amazonas Geradora de Energia do Amazonas S.A.	85.380	CCVE 01/2018	18,16
UTE Manaura	48500.003560 /2005-81	UTE.GN.AM.029 432-2.01	Companhia Energética Manauara	68,304	CCVE 02/2018	17,98
UTE Jaraqui	48500.002479 /2005-29	UTE.GN.AM.029 272-9.01	Breitener Jaraqui S.A.	75.477	CCVE 03/2018	18,24
UTE Tambaqui	48500.002510 /2005-77	UTE.PE.AM.029 276-1.01	Breitener Tambaqui S.A.	93.046	CCVE 04/2018	20,08
UTE Cristiano Rocha	48500.002867 /2005-28	UTE.PE.AM.029 499-3.01	Rio Amazonas Energia S.A.	85.380	CCVE 05/2018	19,10

Figura 10: Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica dos PIEs de Manaus^[29]

103. Essa situação decorre de questões que remontam à desverticalização da empresa e posterior celebração de contratos entre geradora e distribuidora, que resultaram em uma sobrecontratação continuada, desde o período em que a companhia era estatal, anterior a 2015, passando pelo período de designação entre 2016 e 2018 e chegando à época atual em que a empresa foi privatizada em 2018/2019.

104. Os PIEs de Manaus foram contratados em 2005, quando a região de Manaus era um Sistema Elétrico Isolado, tendo sido celebrado contratos pelo período de 20 (vinte) anos, com reversão das usinas ao fim do contrato, como uma espécie de *leasing*.

105. Após a definitiva interligação de Manaus em 2015, a distribuidora alegou que parte expressiva de sua carga industrial migrou para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), deixando de pertencer ao mercado cativo da distribuidora, bem como a existência de sobras de energia decorrentes de Alocação de Cotas de Garantia Física e de Energia Nuclear, que poderiam ser consideradas como involuntárias.

106. Ou seja, devido a esses e outros fatores, a sobrecontratação da Amazonas Energia nos últimos anos sempre esteve ao redor de 40%, representando cerca de 400 MW médios, e a desconstrução desses PIEs teria o condão de reduzir substancialmente esse panorama.

107. Quanto ao reconhecimento tarifário, essa sobrecontratação, nos termos do Decreto nº 10.050/2019, foi identificada pela Aneel como involuntária, e considerada como custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, sendo ressarcida pela CCC entre 2015 e 2020. Após 2020, ela continuou sendo involuntária, porém com o fim da cobertura pela CCC, recairá sobre as tarifas dos consumidores amazonenses.

108. Destaca-se também que essa sobrecontratação decorre de uma necessidade sistêmica sucessivamente apontada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, de manutenção de um parque gerador mínimo em Manaus, para atuação em situações de contingência da linha de transmissão que atende a capital e região metropolitana.

109. Em 2020, dentre tantas tentativas de tratamento do assunto, a ANEEL abriu a Consulta Pública (CP) nº 077/2020, cujo objetivo foi o de obter subsídios e informações adicionais relativas à alteração dos contratos de compra e venda de energia das usinas dos Produtores Independentes de Energia - PIEs de Manaus.

110. Fruto dessa CP, a Agência indeferiu a proposta apresentada pela Amazonas GT de alteração dos CCVEs relativos à energia proveniente dos PIEs de Manaus e propôs a utilização da mediação administrativa da ANEEL como forma de facilitar a obtenção de consenso em torno das minutas de termos aditivos. A mediação não logrou êxito.

111. Dessa forma, ante a todo exposto e considerando as especificidades do assunto, bem como as tentativas de equacionamento da questão, é necessário tratamento legal a esse tema, tendo em vista que (i) a sobrecontratação afeta a sustentabilidade econômico-financeira da Amazonas Energia, com potencial aumento tarifário na região; e (ii) e, conforme Operador Nacional do Sistema – ONS, a operação dos PIEs é necessária sob a ótica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

112. Isto posto, aventa-se uma proposição para que esses contratos passem a ser suportados pelo Encargo de Energia de Reserva – EER, nos termos do art. 3º-A da [Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004](#).

4.2. Seleção de novo operador

113. Considerando-se que não se justificaria estender condições similares decorrentes das flexibilizações viabilizadas por lei no âmbito do processo licitatório de 2018 ao mesmo concessionário que não logrou êxito na redução do endividamento da companhia e da recuperação de sua performance

operacional, o segundo ponto diz respeito à seleção de um operador com as condições técnicas e econômicas para adequar o serviço de distribuição aos padrões de eficiência regulatórios.

114. Diante do cenário em que se encontra a distribuidora, possibilitar medidas que flexibilizem os custos somente devem ser admitidas caso o proponente a novo operador demonstrar, de forma inequívoca, capacidade técnica, econômica e financeira de levar a distribuidora à sustentabilidade. Ou seja, o cenário exige sólida e efetiva melhoria de desempenho, por meio de ações que visem redução de custos e acréscimo de receitas.

115. Atualmente, há recomendação da Aneel, ao Ministério de Minas e Energia, para decretar a caducidade da concessão, uma vez que a Aneel não aprovou o plano de transferência do controle societário submetido pela Amazonas Energia. A decisão está consubstanciada no Despacho nº 4.506, de 21 de novembro de 2023.

116. É necessário, portanto, avaliar os cenários possíveis para se permitir, a partir dessa recomendação, a assunção do serviço por novo concessionário, seja por meio de troca do controle societário ou licitação de nova concessão.

117. Importante novamente citar que, para qualquer um dos cenários avaliados, será necessária a alteração da legislação anteriormente discutida. Dessa forma, condicionadas às flexibilizações propostas, as alternativas privilegiam processos competitivos, com fins de escolher a proposta mais vantajosa em benefício do interesse público.

4.2.1. Licitação da concessão, com a indenização dos bens reversíveis

118. A contratação de novo concessionário por meio de licitação está prevista nas Leis nº 8.987, de 1995, e nº 9.074, de 1995, que também prevê a indenização dos bens reversíveis necessários à continuidade e atualidade do serviço concedido.

119. Nessa alternativa, há a decretação da caducidade do atual contrato de concessão por parte do Poder Concedente, que determina a indenização de bens reversíveis ainda não amortizados por meio das tarifas e dos ativos regulatórios, previstos em regulação da ANEEL, ainda não faturados pela distribuidora relativos ao período anterior à decretação da caducidade.

120. Na sequência, é necessário que se organize uma licitação para a contratação do novo concessionário, devendo as regras da licitação preverem como serão feitas as indenizações, os critérios técnicos e econômico-financeiros para a rigorosa seleção do novo concessionário, bem como o contrato de concessão com a cláusula de regulação econômica que, em conjunto com as mudanças legislativas, criam as condições econômico-financeiras para a readequação do serviço.

121. Para preservar a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica até que se conclua o processo licitatório, o contrato de concessão da Amazonas Energia prevê três possibilidades:

1. **Prorrogação precária do Contrato** – essa hipótese está prevista na Subcláusula Primeira da Cláusula Décima Segunda com a seguinte redação: “O advento do termo contratual opera de pleno direito a extinção da concessão, facultando-se ao PODER CONCEDENTE, quando indispensável à preservação da continuidade na prestação do serviço público, prorrogar precariamente o presente Contrato até a assunção de nova outorga”;
2. **Retomada do serviço pelo Poder Concedente** – a Subcláusula Quinta da Cláusula Décima Segunda prevê essa possibilidade, embora remeta à necessidade de Lei específica, ao dispor que “para atender ao interesse público, mediante Lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela DISTRIBUIDORA para garantir a prestação do serviço público adequado.”
3. **Intervenção Administrativa** – essa possibilidade está disciplinada na Subcláusula Sétima da Cláusula Décima Segunda no sentido de que “para fins da preservação da continuidade da prestação do serviço público, a ANEEL poderá intervir na DISTRIBUIDORA até que o processo licitatório seja concluído.”

122. Considerando que a situação em tela não se trata do advento do termo contratual, e considerando que a prévia indenização das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis para a retomada do serviço pelo Poder Concedente é um cenário de difícil implementação, as duas primeiras alternativas são de difícil aplicação. Dessa maneira, para fins da preservação da continuidade da prestação de serviço público, diante da recomendação de caducidade da concessão, existe a possibilidade de deflagração de um processo licitatório para a seleção de um novo concessionário pelo Poder Concedente. Assim, até a assinatura de novo contrato de concessão, o serviço continuaria sendo prestado pela Amazonas Energia, com a possibilidade de intervenção administrativa para fins da preservação da continuidade do serviço, caso necessário.

123. Trata-se de alternativa pouco testada no setor elétrico brasileiro, com risco não desprezível à continuidade do serviço prestado, prazo longo para conclusão, estimado em aproximadamente dois anos, e elevado risco de judicialização em razão dos conflitos que surgirão com credores, funcionários, prestadores de serviço, dentre outros. Especialmente porque, após a declaração de caducidade, a Amazonas Energia estará sujeita às regras gerais de recuperação judicial e falência, conforme dispõe o art. 18 da Lei nº 12.767/2012.

124. Pelo lado positivo, como o controle societário da distribuidora não é transferido ao futuro concessionário, o elevado endividamento da empresa não é um problema que precise ser enfrentado no processo, além de o processo licitatório ter o potencial de revelar a proposta mais vantajosa para a readequação do serviço prestado sob o ponto de vista da modicidade tarifária, ou seja, uma competição pelo menor nível de flexibilizações.

125. A Figura a seguir apresenta o fluxo dessa alternativa. Os encaminhamentos aplicáveis são observados a partir do Despacho nº 4.506, de 2023, que recomendou ao MME a caducidade da concessão:



Figura 11: Fluxo da licitação da concessão, com a indenização dos bens reversíveis

4.2.2. Licitação da concessão, em conjunto com a transferência de controle da distribuidora

126. Trata-se de alternativa que foi utilizada nos processos de privatização das distribuidoras da Eletrobras, além da distribuidora do estado do Amapá, a CEA. O fundamento legal para tais licitações está no Capítulo III da Lei nº 12.783, de 2013, tendo sido limitada sua aplicação às distribuidoras designadas à prestação do serviço de distribuição, sob o controle da União e dos Estados. Logo, seria necessária alteração legislativa para adoção do mesmo procedimento à Amazonas Energia.

127. Nessa hipótese, ocorre a decretação da caducidade do atual contrato de concessão por parte do Poder Concedente, sem a necessidade de indenização de bens reversíveis ainda não amortizados e nem de ativos regulatórios, previstos em regulação da ANEEL. Isso porque a empresa de distribuição é transferida no processo licitatório, com todos os seus ativos, inclusive os bens reversíveis e os ativos regulatórios, e os seus passivos.

128. É necessário que se instrua uma licitação para a contratação do novo controlador, devendo as regras da licitação preverem o valor a ser pago pela empresa que está sendo transferida, as regras para readequação do nível de endividamento, que deve ser compatível com a capacidade de geração de caixa da concessão, os critérios técnicos e econômico-financeiros para a rigorosa seleção do novo acionista controlador, bem como o contrato de concessão com a cláusula de regulação econômica que, em conjunto com as mudanças legislativas, criam as condições econômico-financeiras para a readequação do serviço.

129. A título de exemplo, no caso da licitação para a transferência do controle societário da Amazonas Energia, então controlada pela Eletrobras, coube ao PPI definir um valor simbólico a ser pago pela distribuidora, de R\$ 50 mil, além da obrigação de a Eletrobras assumir dívidas da Amazonas Energia no valor de R\$ 8,91 bilhões [30]. Em paralelo, foram criadas as condições para viabilizar a licitação, como a nova trajetória de perdas, a flexibilização de custos operacionais e o reembolso da CCC sem aplicação de glosas por 5 anos.

130. Como forma de preservar a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica até a conclusão do processo licitatório, aplicam-se as mesmas alternativas descritas na seção anterior desse relatório.

131. A licitação para transferência de controle da distribuidora em conjunto com a outorga de nova concessão foi realizada algumas vezes no setor elétrico brasileiro, como na licitação das concessões dos estados do Amazonas, Roraima, Alagoas, Piauí, Rondônia, Acre e Amapá. No entanto, vale destacar que, nesses casos, o regime de designação previa uma equação econômico-financeira diferenciada entre o fim das concessões, em 2015, e a conclusão dos processos licitatórios, que incluía a aplicação dos reajustes tarifários, o repasse dos encargos setoriais, sobretudo CCC e CDE, além de empréstimos com recursos da RGR para assegurar a remuneração adequada da distribuidora designada até a conclusão do processo licitatório.

132. Logo, embora essa alternativa reduza o risco à continuidade do serviço prestado, as condições atuais são menos favoráveis do que as presentes no período de designação que antecedeu a licitação das distribuidoras mencionadas. A preocupação deve ser mencionada dado o extenso prazo para a conclusão do processo licitatório, de pelo menos dois anos. A título de exemplo, os processos de licitação das ex-distribuidoras da Eletrobras foram concluídos em 2018, aproximadamente três anos após o término das concessões.

133. Como pontos positivos dessa alternativa há um risco menor de judicialização, dado que haveria a transferência do controle da distribuidora, além do fato de o processo licitatório ter o potencial de revelar a proposta mais vantajosa para a readequação do serviço prestado sob o ponto de vista da modicidade tarifária, ou seja, uma competição pelo menor nível de flexibilizações. Por fim, vale reforçar que na licitação há grande controle do processo por parte do poder público.

134. A Figura a seguir apresenta o fluxo dessa alternativa. Os encaminhamentos aplicáveis são observados a partir do Despacho nº 4.506, de 2023, que recomendou ao MME a caducidade da concessão:



Figura 12: Fluxo da licitação da concessão, com a transferência de controle da distribuidora

4.2.3. Plano de Transferência do Controle Societário

135. Trata-se de alternativa criada em conjunto com o processo de renovação de concessões de 2015. Por um lado, os contratos seriam mais rigorosos em relação à qualidade e sustentabilidade econômica e financeira e para se ter o *enforcement* dessas medidas, os contratos previram que o descumprimento de parâmetros mínimos em ambas as dimensões levaria à caducidade da concessão.

136. No entanto, processos de caducidade com posterior licitação são bastante demorados, o que pode deteriorar ainda mais as condições para a readequação do serviço e colocar em risco sua continuidade. Por essa razão, o Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, que estabeleceu as condições para a prorrogação das concessões, previu em seu art. 4º a possibilidade de transferência do controle societário como alternativa à caducidade da concessão.

137. Tal possibilidade se encontra atualmente prevista também no art. 4º-C da Lei nº 9.074, de 1995, com redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016. Os comandos legais preveem que a aprovação de um plano de transferência do controle societário suspende o processo de caducidade da concessão e sua conclusão, com a efetiva transferência do controle, enseja o arquivamento do processo e, portanto, diferente das demais alternativas, nessa não há a necessidade de se decretar a caducidade da concessão e proceder à nova licitação.

138. A ANEEL já concluiu alguns processos de transferência de controle de distribuidoras que, caso contrário, poderiam ter suas concessões caducas, como a transferência da Enel Goiás [31] e da CEEE-D [32] para o Grupo Equatorial e a transferência da CEB [33] para o Grupo Neoenergia, porém, nenhuma delas envolveu flexibilizações tarifárias.

139. A ANEEL já possui norma que disciplina a transferência do controle. O Módulo III do Anexo III da Resolução Normativa nº 948, de 2021, prevê uma série de requisitos para a transferência, dentre os quais se destaca a necessidade de demonstrar a capacidade econômica e financeira da pretensa controladora, a projeção de balanço patrimonial, de demonstração de resultado e de fluxo de caixa da sociedade sucessora, simulando o cenário pós-operação de reestruturação societária, a descrição da qualificação e da experiência profissional do corpo técnico do administrador e do gestor, além dos certificados de adimplemento do agente setorial e do pretenso controlador.

140. Vale lembrar, no entanto, que as transferências de controle já realizadas não dependeram de alterações legislativas ou de revisão dos níveis tarifários para sua conclusão. As transferências puderam ser aprovadas com pequenos ajustes regulatórios, como a previsão de um período de carência para a recuperação do serviço, tendo em vista que estas são obrigadas, por Contrato, a atender critérios objetivos de sustentabilidade e qualidade.

141. No caso da Amazonas Energia, como o plano de transferência do controle apresentado no âmbito do Termo de Intimação expedido pela Aneel não foi aprovado, nos termos da legislação vigente, surge a possibilidade de se aventar a edição de alterações legislativas necessárias à sustentabilidade econômica e financeira da concessão, viabilizando a troca de controle da concessionária a todos os potenciais interessados, permitindo a seleção daquele que apresentar a proposta mais vantajosa aos consumidores.

142. Em razão das particularidades associadas aos atendimentos dos sistemas isolados e do fato de o atual nível de perdas, receitas irrecuperáveis e custos operacionais estar muito distante do nível considerado eficiente, para que haja interessados na aquisição do controle, alterações legislativas se fazem necessárias para criar as condições para que o novo concessionário tenha tempo suficiente para assumir a concessão e conduzi-la para uma condição de sustentabilidade, além de medidas para amenizar os impactos das flexibilizações regulatórias nas tarifas da concessão.

143. Nessa hipótese, portanto, seria uma transferência de controle diferente das anteriormente avaliadas pela Aneel e que, por essa razão, requereria cuidados adicionais. O principal deles é com a modicidade tarifária. Como estaria fundamentada sobre flexibilizações que impactam as tarifas, é essencial que o processo revele a proposta mais vantajosa para o interesse público, ou seja, que seja escolhida dentre as alternativas disponíveis, a que requeira o menor nível de flexibilizações, privilegiando a modicidade tarifária.

144. Para que haja menor flexibilização das tarifas, outros dois parâmetros fundamentais precisam ser analisados no processo: o valor a ser pago pela empresa cujo controle está sendo transferido e a revisão da estrutura de dívida.

145. Só faz sentido aprovar a transferência do controle se houver demonstração de que a medida contribui para a readequação do serviço prestado e, para isso, deve ser considerado no processo que a atual empresa chegou nesse período a um nível de passivos incompatível com seus ativos e, por esse motivo, entende-se razoável que a troca do controle ocorra por um valor simbólico a ser pago pela aquisição da empresa.

146. Além disso, o presente relatório demonstra que o atual nível de endividamento não é compatível com a característica da concessão, de modo que o pretenso novo controlador deve proceder à renegociação do endividamento com os credores, eventualmente permitir a conversão de dívidas em participação societária ou se comprometer com o aporte de capital necessário para que o nível de endividamento volte a estar compatível com a geração de caixa potencial da concessão.

147. Neste sentido, para não se incorrer em nova trajetória de insustentabilidade, deve-se considerar a possibilidade, no escopo das mudanças legislativas a serem propostas, de se incluir comando que condicione a efetividade da troca de controle nos moldes ora analisados à redução do endividamento a níveis compatíveis com a geração de caixa regulatória da concessão e, nesse sentido a solução depende de negociação com os credores ou aporte de capital.

148. Sobre a competição nessa nova troca de controle, para que todos os agentes interessados tenham a possibilidade de participar com as mesmas condições, é imprescindível que haja controle sobre o processo por parte do poder público. Primeiro, para assegurar que todos os agentes interessados tenham acesso às mesmas informações, depois para se certificar que todas as propostas de aquisição sejam conhecidas e, finalmente, para que se possa escolher a proposta que melhor atenda o interesse público e a readequação do serviço aos consumidores.

149. Um bom referencial para a análise dos planos de transferência do controle seria analisar o cenário contrafactual de caducidade e nova licitação com a indenização dos ativos. Nesse cenário, todos os credores teriam que dividir a indenização dos ativos físicos e regulatórios, considerando as ordens legais de prioridade e, provavelmente, não sobriam valores a serem restituídos aos atuais acionistas dados os passivos serem muito maiores que os ativos.

150. As vantagens desta alternativa estão na celeridade, o que evita deterioração ainda maior das condições econômico-financeiras, e o menor risco de judicialização, dado que há a transferência do controle da distribuidora, com todos os seus ativos e passivos, ainda que renegociados.

151. Como desvantagens, há o risco de não haver o controle suficiente do processo para assegurar que a solução seja efetiva na renegociação do nível de endividamento, no valor de venda da empresa e, principalmente, em revelar a proposta mais vantajosa sob o ponto de vista da modicidade tarifária.

152. Em caso de adoção dessa alternativa, é fundamental que se deixe claro que, em caso de não efetivação da medida, aplica-se o processo de caducidade com posterior licitação da concessão, com a devida indenização dos ativos a serem transferidos ao futuro concessionário.

153. A Figura a seguir apresenta o fluxo dessa alternativa. Os encaminhamentos aplicáveis são observados a partir do Despacho nº 4.506, de 2023, que recomendou ao MME a caducidade da concessão:

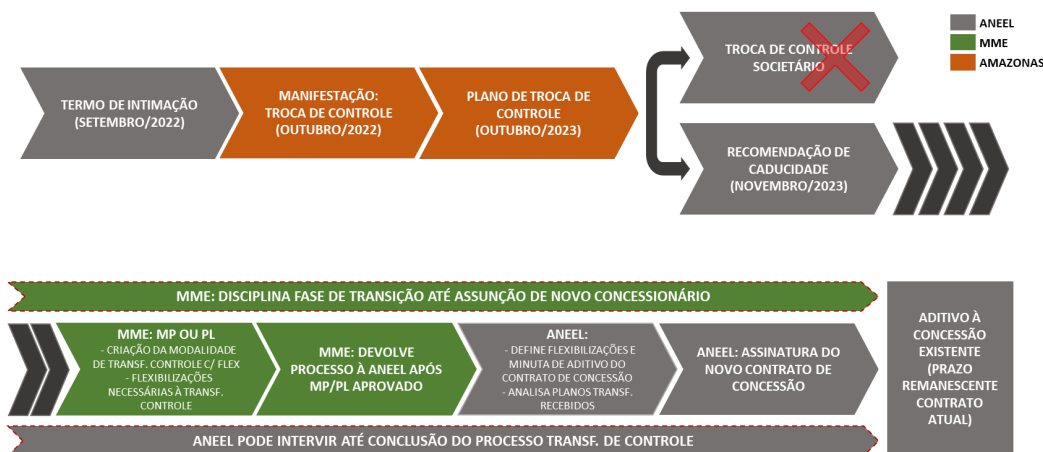


Figura 13: Fluxo de transferência de controle da distribuidora

4.3. Plano de Ação, com acompanhamento diferenciado da ANEEL, a ser previsto no Contrato de Concessão

154. Além de selecionar novo concessionário, com as capacidades técnicas e econômico-financeiras para assumir a prestação do serviço de distribuição no estado do Amazonas, é fundamental reconhecer que é necessário um acompanhamento diferenciado do desempenho do novo concessionário, sobretudo nos principais fatores que levaram ao desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, como as perdas não técnicas e a inadimplência.

155. Embora os mecanismos tradicionais de regulação deem os incentivos para a redução das perdas, inadimplência e custos operacionais, o que se observa em concessões com elevado nível de complexidade, como as avaliadas no presente Grupo de Trabalho, é que segue havendo pouca efetividade nas medidas tomadas pelos concessionários para a redução desses indicadores e, recorrentemente, a discussão recai sobre elevação dos repasses tarifários ao invés de medidas eficazes para a solução do problema.

156. A lógica utilizada no processo de licitação da Amazonas Energia foi a mesma utilizada na licitação da Ceron, Eletroacre, Cepisa, Ceal, Roraima Energia e CEA. No entanto, diferente das demais, que de forma geral têm logrado êxito na redução de perdas, custos operacionais e inadimplência, respeitadas as particularidades de cada uma, na área de concessão da Amazonas Energia não se viu evolução suficiente para trazer a concessão para uma situação de equilíbrio passados cinco anos da licitação. Exatamente por essa razão foi necessário criar o presente Grupo de Trabalho, que encaminha relatório no sentido de criar condições para adequada prestação do serviço de distribuição por novo concessionário.

157. Por mais que se possa ter maior rigor com a escolha do novo concessionário, que deve demonstrar indiscutível capacidade de operar em áreas de elevada complexidade, a experiência vivenciada nos estados do Rio de Janeiro e Amazonas sugere a necessidade da celebração de um compromisso mais rigoroso de obrigações a serem implementadas pelo novo concessionário, que apontem para uma solução efetiva dos problemas estruturais da concessão.

158. Nesse sentido, o contrato de concessão deve prever a obrigação do novo concessionário elaborar um plano de ação, multidisciplinar, para a redução das perdas e inadimplência. O plano deve avaliar melhores práticas no Brasil e no mundo; contar com uma fase de pesquisas qualitativa e quantitativas com os consumidores das áreas de elevada complexidade socioeconômica para a melhor caracterização do problema; plano de investimentos em novas tecnologias, inteligência de rede e gestão dos dados de consumo; estratégias para a construção de relacionamento com os consumidores que levem a mudanças de hábitos de consumo e de adimplência com o pagamento das faturas; ações para prover maior previsibilidade quanto ao valor das faturas; testes de estruturas tarifárias diferenciadas que considerem a capacidade de pagamento da população em áreas de elevada complexidade socioeconômica; articulação com os

poderes públicos estaduais e municipais para a convergência de esforços na solução do problema; campanhas permanentes de educação e conscientização, dentre outros.

159. O referido plano de ação, a ser submetido no primeiro ano após a assinatura do aditivo e/ou contrato de concessão, seria então submetido ao escrutínio da sociedade por meio de Consulta Pública no âmbito da ANEEL e, após análise das contribuições, seria pactuado um plano de ações a ser periodicamente acompanhado pelo regulador, de forma a avaliar sua eficácia, potencializar as ações com os melhores resultados, corrigir ações cujos resultados forem insatisfatórios, com o objetivo de aumentar a probabilidade de que a concessão, passado o novo período de flexibilizações regulatórias, efetivamente atinja uma condição de sustentabilidade econômico-financeira para a prestação do serviço adequado aos consumidores.

5. CONCLUSÕES E ENCAMINHAMENTOS

160. Conforme previsto no art. 5º da Portaria nº 448-P/GM/MME, de 20 de julho de 2023, compete ao Grupo de Trabalho – Concessões de Distribuição dos Estados do Amazonas e do Rio de Janeiro apresentar o relatório de situação das concessões e as propostas de medidas visando a sustentabilidade das concessionárias de distribuição. O presente relatório focou na concessão da Amazonas Energia.

161. Na primeira seção, foi apresentado o histórico da concessão, desde a assinatura do Contrato de Concessão nº 20/2001 para atendimento ao Município de Manaus, com posterior incorporação, em 2008, da CEAM, então responsável pelo atendimento nos demais municípios do estado do Amazonas. Na sequência, a decisão da Eletrobras, em 2015, por não renovar a concessão e a adoção do regime de designação que se estendeu até a conclusão do processo licitatório, em 2018. Ato contínuo, houve a transferência do controle da Amazonas Energia da Eletrobras para o Grupo Oliveira/Atem com a assinatura de novo contrato de concessão, em 2019. O relatório avalia a prestação do serviço desde então, mostrando que houve perda da condição de sustentabilidade econômico-financeira da distribuidora, que motivou, em setembro de 2022, a emissão do Termo de Intimação e a recente recomendação de caducidade da concessão pela ANEEL.

162. A segunda seção do relatório mostra a situação de insustentabilidade econômica e financeira da concessionária, com a combinação de baixa geração de caixa com elevado e crescente nível de endividamento, além de inadimplência intrasetorial^[34]. As principais causas são os elevados níveis de perdas não técnicas e receitas irre recuperáveis. Como foram estabelecidas uma série de condições transitórias para o processo de licitação e o concessionário não obteve êxito em atingir referenciais eficientes na gestão das perdas, receitas irre recuperáveis e custos operacionais, o relatório apresenta que a retirada dessas condições transitórias colocará a concessão em situação ainda mais preocupante, com relevantes riscos à prestação adequada do serviço de distribuição e à adimplência com as obrigações intrasetoriais, o que demanda ação tempestiva.

163. Tendo em vista que a distribuidora não logrou êxito na submissão de plano de transferência de controle, como se depreende do Despacho nº 4.506, de 21 de novembro de 2023, que recomendou ao Ministério de Minas e Energia a caducidade da concessão vinculada ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 01/2019, a terceira seção do relatório analisou medidas a serem tomadas, em duas vertentes de atuação: i) medidas legislativas que ofereçam um cenário de transição para um pretenso novo controlador para alcançar as condições de sustentabilidade econômica e financeira do serviço de distribuição; e, para tanto, ii) seleção de um operador, por meio de processo que permita ampla participação de interessados com as condições técnicas e econômicas para adequar o serviço de distribuição aos padrões de eficiência regulatórios, bem como permita que, em caso de mais de uma proposta, os efeitos sobre as flexibilizações tarifárias sejam priorizados como medida de escolha da proposta de transferência de controle.

164. Com relação às medidas legislativas que sejam editadas nesse caso, destaca-se o reembolso da CCC e a definição de referenciais regulatórios de perdas não técnicas, custos operacionais e receitas irre recuperáveis que permitam a assunção do serviço por novo concessionário ou novo controlador, bem como o acolhimento dos CCVEEs dos PIES de Manaus pela Conta de Energia de Reserva – CONER, com pagamentos sendo efetuados pelo Encargo de Energia de Reserva – EER, em contraposição ao modelo atual, em que esses contratos são bilaterais com a Amazonas Energia.

165. Por fim, é fundamental a escolha de um novo operador com condições técnicas e econômico-financeiras para a prestação do serviço de distribuição em área com a complexidade do estado do Amazonas. Para tal, o relatório explora três alternativas, cujos fluxos resumidos estão mais bem detalhados em cada seção: i) caducidade e licitação da concessão com a indenização dos ativos físicos e regulatórios; ii) caducidade e licitação da concessão em conjunto com a transferência de controle societário da distribuidora; iii) transferência do controle sem a necessidade de se decretar a caducidade. São avaliadas vantagens e desvantagens de cada uma das alternativas.

166. O novo concessionário deverá submeter Plano de Ação multidisciplinar, para a redução das perdas e inadimplência, que será submetido à consulta pública e, após aprovado, será acompanhado pela ANEEL de forma diferenciada com o objetivo de aumentar a probabilidade de que a concessão, passado o novo período de flexibilizações regulatórias, efetivamente atinja uma condição de sustentabilidade econômico-financeira para a prestação do serviço adequado aos consumidores.

167. **Reforça-se que todos os cenários aqui discutidos demandam mudanças legislativas, que ensejem flexibilizações criando as condições econômico-financeiras para a readequação do serviço na concessão. Nesse sentido, as medidas propostas visam remediar o cenário atual da concessão.**

168. Enquanto não há definição do cenário, que se mostra urgente diante do exposto no presente relatório, é fundamental que a ANEEL mantenha, por meio de sua competência fiscalizatória, o acompanhamento regular da prestação do serviço no estado do Amazonas, conforme determinação da Diretoria da ANEEL constante no Despacho nº 4.506/2023.

[1] 165ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 22 de julho de 2016, e 169ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de dezembro de 2017.

[2] Nota Técnica nº 415/2016-SCT-SRD-SEM-SRG-SGT-SFF-SFE-ASD, de 25/11/2016

[3] Referencial (%) sobre energia injetada

[4] Referencial (%) sobre mercado de baixa tensão

[5] Fonte: Resolução Homologatória nº 2.184, de 2016

[6] Decisão da ANEEL consubstanciada no Despacho nº 2.430, de 6 de setembro de 2022, que conheceu e, no mérito, negou provimento ao Requerimento Administrativo interposto pela Amazonas Energia S.A, com vistas à revisão da neutralidade da remuneração durante o período de prestação temporária do serviço de distribuição de energia elétrica. Há, ainda, decisão da ANEEL consubstanciada no Despacho nº 146, de 24 de janeiro de 2023, que negou provimento ao pedido de reconsideração interposto pela Amazonas Energia em face do Despacho nº 2.430, de 2022.

[7] Resolução n. 20, de 8 de novembro de 2017, do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos

[8] <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/desestatizacao/processos-em-andamento/leilao-2-2018-ppi-pnd>

[9] <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/3712f0d6-778f-4fe1-a9c2-92c99925cf81/Distribuidoras+ELB+-+EDITAL+-+Inclu%C3%ADda+aten%C3%A7%C3%A3o+no+Cap+IX.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mnffpBm>

[10] <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/2b654300-37ea-48ce-8a79-74c761e9b4f9/Comunicado-Relevante-36-Resultado-Definitivo-AMAZONAS-ENERGIA-internet.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mwEKP02>

[11] Resolução Homologatória n. 2.795, de 27 de outubro de 2020, na qual foi realizada avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória

[12] Despacho nº 1.962, de 16 de julho de 2019, que homologou o Termo de Compromisso firmado entre CCEE e Amazonas, para repasse de recurso da RGR, nos termos da Medida Provisória nº 855/2018, sujeito à fiscalização.

[13] Termo de compromisso entre a ANEEL e a Oliveira Energia para fixar carência de aplicação dos parâmetros de eficiência econômica e energética e dos limites de reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, assinado em 21 de março de 2019.

[14] Regulamentado pela Portaria Normativa nº 15/GM/MME, de 2 de julho de 2021, que definiu o procedimento do cálculo da sobrecontratação de que trata a Lei nº 14.146 de 2021.

[15] Nota Técnica nº 63/2021-SFE-SRD-SMA-SFF/ANEEL

[16] Despacho nº 4.364, de 2023, disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20234364.pdf>

[17] ~~Em 22 de janeiro de 2024, a Diretoria da ANEEL decidiu negar o recurso da Amazonas Energia, mantendo a recomendação de caducidade da concessão.~~

[18] Despacho nº 136, de 2024, disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2024136.pdf>

[19] Dados encaminhados pelo Balancete Mensal Padronizado (BMP) e Relatório de informações Trimestrais (RIT), documentos contábeis exigidos pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Para 2º trimestre de 2023, são considerados últimos 12 meses disponíveis (UDM).

[20] Admitido o custo de energia na referência do processo tarifário de 2022.

[21] https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioseindicadores/tarifaeconomico/Relatorio_Perdas_Energia.pdf

[22] Na referência do processo tarifário de 2022

[23] Despacho nº 3.418, de 19 de setembro de 2023: (i) [...] proceder o reembolso direto à Requerente dos Custos Totais de Geração, no que exceder o ACR médio, associados aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica das Usinas Termelétricas Tambaqui, Jaraqui, Manauara, Ponta Negra, Cristiano Rocha, Anori, Anamá, Codajás, Caapiranga e da Usina Hidrelétrica Balbina, [...]; e (ii) autorizar [...] na hipótese de registro de eventual inadimplência da Amazonas Energia S. A. [...] no Cadastro de Inadimplentes [...], a proceder, desde já, ao reembolso do Custo Total de Geração direto ao respectivo PIE, no que exceder o ACR médio.

[24] <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoY2QlYjdlZTEtMzQ2ZS00OTIyLThtODctZDY2NTRhMDFhMmFjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsI>

[25] Ceal (Alagoas), Cepisa (Piauí), Ceron (Rondônia) e Eletroacre (Acre)

[26] https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_auth=AceRf5ic&p_p_id=participacao publica_WAR_participacao publica portlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacao publica_WAR_participacao publica portlet_id=Participacao Publica=1161&_participacao publica_WAR_participacao publica

[27] Fonte: Nota Técnica nº 175/2017-SRM/SGT/SRD/SFF/ANEEL, de 16 de outubro de 2017

[28] https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2011457_Proret_Submod_2_6_V0.pdf

[29] Fonte: Voto do processo 48500.005142/2020-19, proferido na 47ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 15/12/2020

[30] Resolução n. 20, de 8 de novembro de 2017, do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos

[31] Processo 48500.007743/2022-10

[32] Processos 48500.000208/2018-51 e 48500.002111/2021-89

[33] Processos 48500.003681/2020-13 e 48500.000119/2021-19

[34] Atualmente há CPEN válida até 18/2/2024, por força de decisão judicial.



Documento assinado eletronicamente por **João Daniel de Andrade Cascalho, Assessor(a) Especial**, em 22/02/2024, às 08:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira, Usuário Externo**, em 22/02/2024, às 09:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alexandra Lucio Sales de Carvalho, Assessor(a)**, em 22/02/2024, às 09:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Raphael Ehlers dos Santos, Chefe da Assessoria Parlamentar**, em 22/02/2024, às 09:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior, Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 22/02/2024, às 09:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Maria Luiza Ferreira Caldwell, Usuário Externo**, em 22/02/2024, às 09:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Goncalves Manfrim, Subsecretário de Assuntos Econômicos e Regulatórios**, em 22/02/2024, às 09:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Zanetti Rosa, Diretor(a) do Dep. de Planejamento e Outorgas de Transmissão Distribuição e Int. Internacionais**, em 22/02/2024, às 10:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial**, em 22/02/2024, às 10:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Aline Teixeira Eleuterio Martins, Coordenador(a)-Geral de Distribuição de Energia Elétrica**, em 22/02/2024, às 11:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais**, em 22/02/2024, às 11:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Henrique Milhomem Coutinho, Coordenador(a)-Geral de Outorgas de Transmissão e Distribuição**, em 22/02/2024, às 11:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ana Lúcia Alvares Alves, Coordenador(a) de Apoio aos Procedimentos de Outorgas**, em 22/02/2024, às 12:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0856181** e o código CRC **2F48B225**.